

# ANEJOS

## TABLA DE CONTENIDO

<b>A. DEFINICIONES .....</b>	<b>2</b>
A.1. METRO LIGERO .....	2
A.2. FEEDER .....	2
<b>B. NIVELES DE TENSIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>C. ESTUDIO DE FIABILIDAD .....</b>	<b>4</b>
C.1. HIPÓTESIS .....	4
C.2. INDEPENDENCIA DE LOS SUCESOS .....	4
C.3. EVALUACIÓN DEL MODELO.....	4
C.3.1. Modelos serie .....	5
C.3.2. Modelos paralelo .....	5
C.3.3. Modelos de redundancia en espera (pasiva).....	6
C.4. RESUMEN DE LAS FORMULAS .....	7
<b>D. PRESENTACIÓN DE MÉTODOS PROFUNDOS DE CÁLCULO DE FIABILIDAD .....</b>	<b>11</b>
D.1. MÉTODO DE ENUMERACIÓN DE ESTADOS .....	11
D.2. MÉTODO DE MONTE-CARLO.....	14
D.2.1. Índices de fiabilidad.....	14
D.2.2. Método de Monte-Carlo .....	15
<b>E. CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LA CATENARIA EN CASOS GENERALES .....</b>	<b>17</b>
<b>F. NOCIÓN DE DISTANCIA ECONÓMICA.....</b>	<b>19</b>
<b>G. ESQUEMA UNIFILAR DE UNA SUBESTACIÓN.....</b>	<b>21</b>



## **A. Definiciones**

### **A.1. Metro ligero**

Un metro ligero es un sistema de transporte tranviario con determinadas particularidades que significan un aumento de capacidad. Se compone de dos tramos claramente diferenciados, unos en superficie y subterráneo. Cuando circula en superficie es simplemente un tranvía, con todas sus características, como la principal que es conducción marcha a la vista. En los tramos subterráneos, se utilizan sistemas de señalización como los usados en metro convencional, esto hace que sea posible un incremento en la velocidad del convoy y por tanto aumentar la capacidad de transporte. Por este motivo se le denomina METRO LIGERO, porque realmente es un tranvía, convoyes mucho más ligeros que los de metro pesado, pero en los tramos subterráneos se le dota de sistemas de seguridad propios del metro convencional.

### **A.2. Feeder**

La palabra “feeder” viene de la palabra ingles “feed”, que significa alimentar. En el caso de las subestaciones de tracción, se trata de todos los componentes que participan en la alimentación en energía del material móvil desde la subestación.

La noción de feeder comprende nociones distintas:

- Las cabinas de feeder que comprenden el disyuntor extrarrápido, un seccionador...
- El feeder de alimentación es el cable que permite de alimentar de la subestación la catenaria. Parte del pórtico de feeder contenido en la subestación y se conecta a la catenaria vía una grifa.
- El feeder de acompañamiento es un cable que se “añade” a la catenaria para soportar las grandes intensidades necesarias para alimentar el material móvil. En el caso del tranvía el feeder de acompañamiento es subterráneo en multitubulares y se conecta a cada soporte de catenaria. Es así su instalación bastante costosa.



## B. Niveles de tensión

Las normas españolas toman en consideración solamente la baja tensión y la alta tensión con niveles:

- Baja tensión
  - Corriente alterna: Inferior o igual a 1000V
  - Corriente continua: Inferior o igual a 1500V
- Alta tensión
  - Corriente alterna: Superior a 1000V
  - Corriente continua: Superior a 1500V

En toda la memoria, los niveles de tensión siguientes son considerados:

- Muy baja tensión (M.B.T.): Corresponde a las tensiones hasta 50 V en corriente continua o iguales valores eficaces entre fases en corriente alterna.
- Baja tensión (B.T.): Corresponde a tensiones por encima de los 50 V y hasta 1kV (1000 V)
- Media tensión (M.T.): Corresponde a tensiones por encima de 1 kV y hasta 33 kV.
- Alta tensión (A.T.): Corresponde a tensiones por encima de 33 kV y hasta 100 kV
- Muy Alta tensión (M.A.T.): Corresponde a tensiones por encima de 100 kV



## **C. Estudio de fiabilidad**

### **C.1. Hipótesis**

La norma internacional CEI 61078 ha sido preparada por la comisión electrotécnica internacional.

Esta Norma Internacional describe procedimientos para realizar modelos de la confiabilidad de un sistema y para usar el modelo creado para calcular los valores de fiabilidad y disponibilidad.

La técnica de realización de modelos Diagrama de Bloques de Fiabilidad (DBF) está pensada principalmente para sistemas no reparables y en los que el orden en que se producen los fallos no afecta. En los sistemas en los que el orden de aparición de los fallos deba tenerse en cuenta, o en sistemas reparables deben usarse otras técnicas como el análisis de Markov.

Debe notarse que aunque la palabra “reparación” se usa frecuentemente en esta norma, la palabra “restauración” es igualmente aplicable. También las palabras “elemento” y “bloque” se usan extensivamente en esta norma, siendo intercambiables en la mayoría de los casos.

### **C.2. Independencia de los sucesos**

Una de las hipótesis más importantes en que se basan los procedimientos descritos en esta norma, es que los componentes (o bloques que los representan) sólo pueden encontrarse en uno de estos dos posibles estados: operativo (en funcionamiento) o fuera de servicio (averiado).

Otra hipótesis importante es que el fallo (o reparación) de cualquier bloque no debe afectar a la probabilidad de fallo de (o reparación de) CUALQUIER otro bloque en el sistema modelado. Esto implica que existen, efectivamente, recursos de reparación suficientes para atender a los bloques que lo necesiten y que cuando dos o más personas están reparando un bloque determinado al mismo tiempo ninguno de los dos interfiere en el camino del otro. De este modo los fallos y reparaciones de bloques individuales se consideran sucesos estadísticamente independientes.

### **C.3. Evaluación del modelo**

La fiabilidad de un sistema,  $R_s(t)$ , es la probabilidad de que un sistema pueda realizar la función requerida bajo unas condiciones determinadas durante un periodo de tiempo dado



(0, t). En general se define por la fórmula:

$$R_s(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(u) du\right) \quad (\text{Eq C.1})$$

Donde  $\lambda(u)$  representa la tasa de fallos del sistema en el tiempo  $t = u$ , siendo  $u$  una variable ficticia.

En adelante  $R_s(t)$  se representará como  $R_s$  para simplificar. La infiabilidad de un sistema (probabilidad de fallo),  $F_s$ , viene dada por:

$$F_s = 1 - R_s \quad (\text{Eq C.2})$$

### C.3.1. Modelos serie

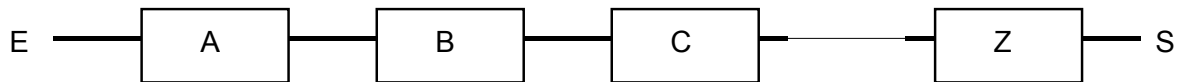


Figura C.1

Para sistemas como el mostrado en la figura C.1, la fiabilidad del sistema,  $R_s$ , viene dada por la sencilla ecuación:

$$R_s = R_A \cdot R_B \cdot R_C \dots R_Z \quad (\text{Eq C.3})$$

Es decir por el producto de las fiabilidades de todos los bloques que constituyen el sistema.

### C.3.2. Modelos paralelo

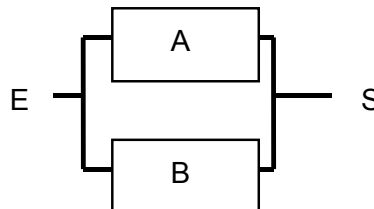


Figura C.2

Para sistemas del tipo mostrado en la figura C.2, la probabilidad de fallo ( $F_s$ ) del sistema viene dada por:

$$F_s = F_A \cdot F_B \quad (\text{Eq C.4})$$

En general,

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (\text{Eq C.5})$$

### C.3.3. Modelos de redundancia en espera (pasiva)

Otro tipo de redundancia usado frecuentemente es el conocido como redundancia en espera. En su forma más simple la disposición física de los elementos es la representada en el diagrama de la figura C.3.

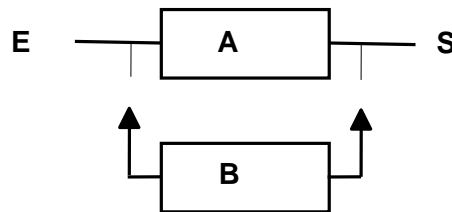


Figura C.3

En esta figura el elemento A es el elemento activo en funcionamiento, y el elemento B permanece a la espera de ser puesto en funcionamiento para reemplazar al elemento A cuando éste falle. Aunque se consideren más adelante, el mecanismo sensor y de conmutación no se muestran en el diagrama.

Una ecuación para la fiabilidad  $R(t)$ , de un sistema de este tipo puede obtenerse considerando los sucesos que pueden ocurrir durante el tiempo de misión  $t$ . Las posibilidades son las siguientes:

- El elemento A está en funcionamiento hasta el final del tiempo  $t$ ; o



- El elemento A con una tasa de fallos  $\lambda_A$
- El elemento B (con tasa de fallos  $\lambda_B$ ) está inicialmente en estado pasivo (durmiente), sobreviviendo (bien frío, bien a baja energía) hasta que A falla (instante  $\tau$ )
- El elemento B sobrevive al resto de la misión con probabilidad  $R_B$ .

Si suponemos que todos los elementos tienen una tasa de fallos activa o durmiente constante, la ecuación anterior se transforma en:

$$R_S(t) = e^{-\lambda_A t} + \int_0^t \lambda_A \cdot e^{-\lambda_A \tau} \cdot e^{-\lambda_B(t-\tau)} \cdot d\tau \quad (\text{Eq C.6})$$

Evalutando la parte derecha de la ecuación anterior:

$$R_S(t) = e^{-\lambda_A t} + \frac{\lambda_A}{\lambda_A - \lambda_B} \cdot \left[ e^{-\lambda_B t} - e^{-(\lambda_A)t} \right] \quad (\text{Eq C.7})$$

Si, además de lo anterior, ambas tasas de fallo son iguales ( $\lambda_A = \lambda$  y  $\lambda_B = \lambda$ ), entonces la ecuación para la fiabilidad del sistema es:

$$R_S(t) = e^{-\lambda t} \cdot (1 + \lambda \cdot t)$$

Hay que señalar que el diagrama de bloques de fiabilidad práctico debería incluir bloques que representen la fiabilidad del conmutador y la del elemento sensor que detecta la avería, que son, a menudo, el punto débil de los sistemas en espera.

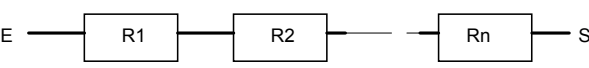
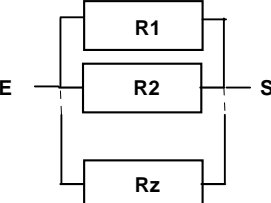
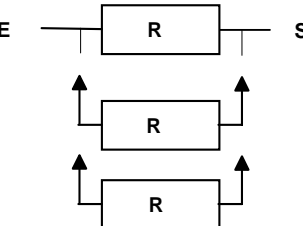
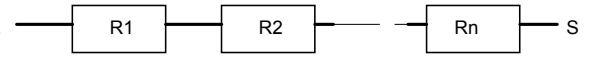
También hay que señalar que, contrariamente a todos los ejemplos considerados hasta aquí y en el resto de esta norma, la probabilidad de supervivencia de un elemento (elemento B) depende del momento en que el otro elemento (elemento A) falla. En otras palabras los elementos A y B no pueden considerarse independientes respecto al fallo. Se deberían usar otros procedimientos, tales como el análisis de Markov para analizar este tipo de sistemas

#### C.4. Resumen de las formulas

En las tablas de este anexo, se hace un uso frecuente de los términos “activa” y “en espera”. El primero se usa para indicar que los bloques a los que se refiere (cada uno de los cuales puede ser un componente, subsistema, sistema, etc.) están alimentados (en funcionamiento) y por tanto expuestos a fallo. El último por otro lado se usa para indicar que

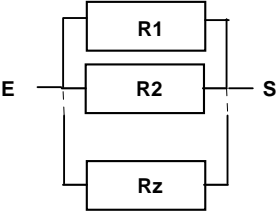
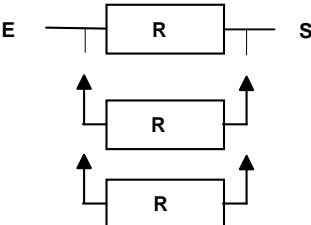
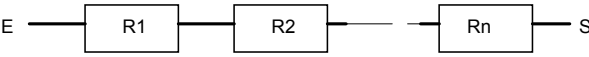
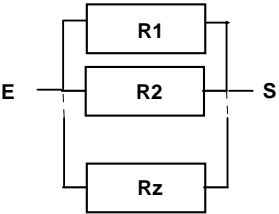


el bloque o bloques a los que se refiere no están alimentados (desconectados) y no expuestos a fallo.

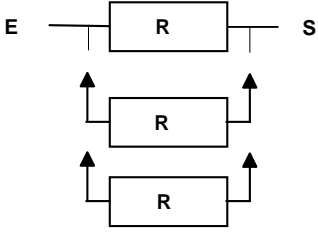
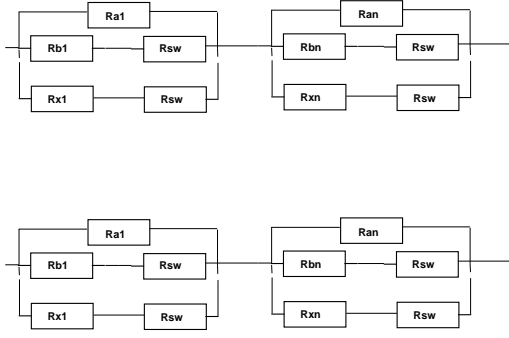
Configuración básica	Ecuación para fiabilidad del sistema $R_S$
<p>1.- Serie</p> 	<p>A.- Caso general</p> $R_S = R_1 \cdot R_2 \dots R_n$ <hr/> <p>B.- Con <math>R_1 = R_2 \dots = R_n = R</math></p> $R_S = R^n$
<p>2.- Paralelo Activo</p> 	<p>A.- Activa, caso general</p> $R_S = 1 - (1 - R_1) \cdot (1 - R_2) \dots (1 - R_z)$ <hr/> <p>B.- Activa con <math>R_1 = R_2 \dots = R_z</math></p> $R_S = 1 - (1 - R_z)^z$
<p>En espera</p> 	<p>C.- En espera con <math>R = e^{-\lambda \cdot t}</math></p> $R_S = e^{-\lambda \cdot t} + \lambda \cdot t \cdot e^{-\lambda \cdot t} + \dots + \frac{(\lambda \cdot t)^{z-1} e^{-\lambda \cdot t}}{(z-1)!}$
Configuración básica	Ecuación para fiabilidad del sistema $R_S$
<p>1.- Serie</p> 	<p>A.- Caso general</p> $R_S = R_1 \cdot R_2 \dots R_n$ <hr/> <p>B.- Con <math>R_1 = R_2 \dots = R_n = R</math></p> $R_S = R^n$





<p>2.- Paralelo</p> <p>Activo</p> 	<p>A.- Activa, caso general</p> $RS = 1 - (1 - R1) \cdot (1 - R2) \dots (1 - Rz)$
	<p>B.- Activa con <math>R1 = R2 \dots = Rz</math></p> $RS = 1 - (1 - Rz)^z$
<p>En espera</p> 	<p>C.- En espera con <math>R = e^{-\lambda \cdot t}</math></p> $RS = e^{-\lambda \cdot t} + \lambda \cdot t \cdot e^{-\lambda \cdot t} + \dots + \frac{(\lambda \cdot t)^{z-1} e^{-\lambda \cdot t}}{(z-1)!}$
Configuración básica	Ecuación para fiabilidad del sistema RS
<p>1.- Serie</p> 	<p>A.- Caso general</p> $RS = R1 \cdot R2 \dots Rn$
	<p>B.- Con <math>R1 = R2 \dots = Rn = R</math></p> $RS = R^n$
<p>2.- Paralelo</p> <p>Activo</p> 	<p>A.- Activa, caso general</p> $RS = 1 - (1 - R1) \cdot (1 - R2) \dots (1 - Rz)$
	<p>B.- Activa con <math>R1 = R2 \dots = Rz</math></p> $RS = 1 - (1 - Rz)^z$



<p>En espera</p> 	<p>C.- En espera con <math>R = e^{-\lambda \cdot t}</math></p> $R_s = e^{-\lambda \cdot t} + \lambda \cdot t \cdot e^{-\lambda \cdot t} + \dots + \frac{(\lambda \cdot t)^{z-1} e^{-\lambda \cdot t}}{(z-1)!}$
<p>Configuración básica</p>	<p>Ecuación para fiabilidad del sistema RS</p>
<p>5.- Elementos redundantes con conmutación</p> <p>Series en paralelo o con elementos redundantes</p> 	<p>A.- Activa suponiendo que</p> $R_{aj} = R_{bj} = R_{zj} = R (\text{excepto } R_{sw})$ $R_s = \left\{ 1 - (1 - R) \cdot (1 - R \cdot R_{sw})^{z-1} \right\}^n$ <p>B.- Activa suponiendo que <math>x=2</math> y</p> $R_{ai} = R_{bi} = R_{xi} = R = e^{-\lambda \cdot t} (\text{excepto } R_{sw})$ $R_s = e^{-\lambda t} + e^{-(\lambda + \lambda_{sw})t} - e^{-(2\lambda + \lambda_{sw})t}$
<p>NOTA 1 Las fórmulas de sistemas en espera se basan en la suposición de que la fiabilidad del mecanismo conmutador es 100% (<math>R_{sw} = 1</math>).</p> <p>NOTA 2 Para tasas de fallo constantes, <math>R(t)</math> puede reemplazarse por <math>e^{-\lambda \cdot t}</math></p>	



## **D. Presentación de métodos profundos de cálculo de fiabilidad**

### **D.1. Método de Enumeración de estados**

Actualmente, la evaluación de la fiabilidad es uno de los puntos de más importancia en la ingeniería eléctrica debido a su impacto en el coste de la energía eléctrica y en su alta correlación con el grado de satisfacción de los consumidores con el suministro de energía eléctrica.

Las interrupciones de suministro que tienen su origen en las subestaciones son altamente dependientes de los fallos en los elementos que las constituyen, por ello, es fundamental la confección de una base de datos que incluya las tasas de fallo y de reparación de todos los elementos de una subestación.

En el análisis de fiabilidad de sistemas de transporte y distribución son de uso frecuente dos tipos de enfoques: Monte Carlo y Enumeración de Estados.

En el primero la precisión de los resultados depende del número de simulaciones, pero esto a su vez es un inconveniente, ya que un número elevado de estas conlleva tiempos de cálculo que hacen inviable su uso para aplicaciones en tiempo real.

En la enumeración de Estados los estados del sistema son analizados en orden creciente en función del nivel de contingencia y el proceso de cálculo finaliza cuando la probabilidad de los restantes estados es despreciable. De esta forma se obtienen tiempos de Cálculo aceptables para su uso en tiempo real siempre que no sea excesivo el número de estados posibles.

El análisis de fiabilidad comienza considerando a las subestaciones como un simple nudo, con lo cual se simplifica el proceso de cálculo y se reducen los tiempos de compilación.

A continuación un módulo de flujo de cargas en continua (DC) determina el estado del sistema y, si es necesario, se activa un módulo de optimización (Optimal Power Flow) que mediante acciones correctivas, da como resultado un nuevo estado del sistema con desastre mínimo.

Finalmente, un módulo de evaluación estadística actualiza el valor de la Probabilidad de la Pérdida de Carga (PPC) de todos los nudos de la red contabilizados dentro de la probabilidad de un estado particular, además de calcular y actualizar otros índices adicionales de fiabilidad.



El modulo de flujo de cargas utiliza los valores de los flujos por las líneas y los limites de potencia en las mismas para detectar cualquier sobrecarga. Este modulo, básicamente, esta dado por

$$M = B \cdot \theta \quad (\text{Eq D.1})$$

Donde B es la matriz de susceptancias nodales del sistema,  $\theta$  es el vector de tensiones-ángulos de nudos y M es vector de inyecciones en los nudos.

Si los flujos de carga están dentro de los límites, entonces el estado que esta siendo evaluado es factible. En caso contrario se aplican acciones correctivas hasta que los flujos estén dentro de los límites preestablecidos.

Una vez obtenidos los índices de fiabilidad del sistema, a partir de estos se identifican los nudos (subestaciones) del sistema que posean un valor elevado de PPC.

Si existe algún nudo que posea un valor de PPC mayor que uno preestablecido, la subestación correspondiente a ese se considera crítica.

Acto seguido, esa subestación se modela en detalle y se ejecuta un nuevo análisis que proporcione con mas precisión los índices de fiabilidad tanto del sistema como de los índices correspondientes a los nudos de distribución.

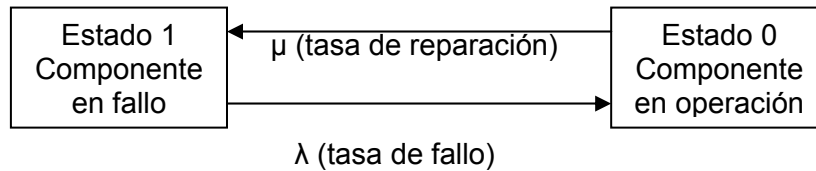
En este segundo análisis todos los componentes de la subestación crítica son incluidos en el modelo y, por tanto, en el análisis de fiabilidad son también considerados las condiciones de fallo y las posibles contingencias de dichos elementos.

La consecuencia es que los índices de fiabilidad de las redes de distribución pertenecientes a la subestación crítica, también se calcula con más precisión, lo cual permite detectar redes de distribución que sean críticas en términos de fiabilidad.

Para la correcta evaluación de los efectos de los fallos de los componentes de la subestación en el comportamiento del sistema, es necesario estudiar el proceso de fallos que siguen los elementos de una subestación.

El método usual de representar la evolución de un elemento entre los distintos estados en los que se puede encontrar es el denominado proceso de Markov. Un ejemplo de un elemento con dos estados posible se muestra en la figura.





Esquema explicativo D.1

Las probabilidades de que un componente permanezca en un determinado estado de operación “Estado 0” y de que se encuentre en un estado de fallo “estado 1”, se designan “P0” y “P1”, respectivamente.

La probabilidad P0 en la terminología internacional es denominada “Forced Outage Rate (FOR)”.

La evaluación de los fallos (análisis de fiabilidad) en las subestaciones es altamente dependiente de las tasas de fallo y de reparación de los equipos que los constituyen.

Las ecuaciones (Eq. D.2) y (Eq. D.3) corresponden a las ecuaciones usadas en el cálculo de las probabilidades P0 y P1:

$$P0 = \frac{MTTF}{MTTR + MTTF} \quad (\text{Eq. D.2})$$

$$P1 = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF} \quad (\text{Eq. D.3})$$

Donde,

{MTTF=Medium Time To Failure}=1/λ

{MTTR=Medium Time To Repair}=1/μ

En la nomenclatura aceptada a nivel internacional.

*Ejemplo presentado:*

El caso estudiado corresponde a una red mallada compuesta por seis líneas y cinco subestaciones. Dicha red es un sistema de dimensión similar a sistemas reales de distribución AT (132 kV) de tamaño medio.

En una subestación, cuanto mayor es el valor de la tasa de fallo de un interruptor



automático, mayor es la probabilidad de indisponibilidad de las barras de subestación.

Datos de fiabilidad de los equipos:

	MTTR (h)	MTTF (h)	FOR (pu)
Disyuntor AT	12.00	2037209.30	$5.89 \times 10^{-6}$
Pararrayos AT	6.00	600000.00	$10.00 \times 10^{-6}$
Transformador AT/MT	120.00	6738462.00	$17.81 \times 10^{-6}$

Tabla D.2

Los resultados de la simulación muestran que la subestación 4 es la subestación crítica por ejemplo. Así, hay que tomar acciones correctivas para mejorar sus índices de fiabilidad.

## D.2. Método de Monte-Carlo

El cálculo de los índices de fiabilidad se puede hacer mediante el Método de Monte Carlo. Los índices de que cuantifican el número y la duración de las interrupciones son NIEPI y TIEPI.

- NIEPI: Numero de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada en media tensión ( $1\text{kV} < V < 36\text{kV}$ ).
- TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión ( $1\text{kV} < V < 36\text{kV}$ ).

El análisis se centra en los fallos en distribución y su incidencia en la continuidad del suministro. En primer lugar, se realiza una exposición de los índices de fiabilidad que permiten cuantificar la calidad del suministro de energía eléctrica en cuanto a su continuidad, incluyendo número de y duración de los interrupciones. Se presenta también el concepto de TIEPI y NIEPI y su cálculo a partir de un análisis probabilística. En segundo lugar, se describe la aplicación del Método de Monte Carlo al cálculo de índices de fiabilidad.

### D.2.1. Índices de fiabilidad



$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI} \quad (\text{Eq. D.4})$$

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad (\text{Eq. D.5})$$

$PI_i$ =Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor mas la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción “i” de duración  $H_i$  en (kVA).

$H_i$ =Tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia  $PI_i$  (en horas).

$K$ =Número total de interrupciones durante el periodo considerado.

$\sum PI$ =Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en KVA).

Cuando se produce el fallo algún elemento de un sistema eléctrico, se distingue claramente 3 estados: ESTADO NORMAL (estado en que se encuentra el sistema antes de que se produzca cualquier incidente), ESTADO POST-FALLA (estado en que se encuentra el sistema después de una falta en algún componente del sistema) y ESTADO POST-SWITCHING O DE REPARACIÓN (estado en que se encuentra el sistema después de haber realizado todas las maniobras necesarias para reponer el servicio a tantos consumidores como sea posible). La transición desde un estado a otro se realiza en función de las tasas de fallo y de los tiempos de reparación de los distintos elementos que constituyen el sistema. El modelado ante el fallo de cada subestación y de sus líneas de distribución MT, se resume en los tres puntos siguientes:

- Realizar una tabla con todos los elementos posibles de fallo en cada subestación
- Determinar para cada elemento qué cargas quedan fuera de servicio en la subestación y durante cuanto tiempo.
- Especificar qué cargas, de las que quedaron sin servicio, pueden restablecerse ejecutando maniobras de seccionamiento.

#### D.2.2. Método de Monte-Carlo

Aplicando el método de Monte-Carlo al modelo que se ha descrito, se obtienen unos



resultados estadísticos que son las medias muestrales de los índices de fiabilidad y los intervalos de confianza para un nivel de confianza prefijado. En el proceso de simulación los valores obtenidos en cada iteración solamente se emplean en la siguiente iteración, por ello, el Cálculo de las magnitudes estadísticas se realiza de forma recursiva para evitar tener almacenadas todas las muestras de la simulación. Las magnitudes estadísticas usadas en las ecuaciones son la Media muestral, la varianza muestral e el intervalo de confianza.

Existen otros índices de fiabilidad que el TIEPI y NIEPI que son los siguientes:

- LOLP: Probabilidad de pérdida de carga

Adopta valor cero si el sistema se encuentra en un estado disponible (no-fallo) y toma el valor uno en caso contrario (fallo).

- EENS: Energía no suministrada. Expresada en MWh.

Adopta valor cero si el sistema se encuentra en un estado disponible y en caso contrario, toma un valor igual al producto de la potencia no suministrada o deslastrada. Por la duración del periodo de estudio (un año).

- LOLF: Frecuencia de la pérdida de carga en el sistema. Expresada en fallo/hora.

Adopta valor cero si el sistema se encuentra en un estado disponible y toma el valor medio de la tasa de reparación del elemento fallido en caso contrario.

- LOLD: Duración de la pérdida de carga en el sistema. Expresada en hora/fallo.

Se determina a partir del cociente del valor del LOLP y del valor del LOLF.

- TIEPI

Adopta valor cero si el sistema se encuentra en un estado disponible y en caso contrario, toma el cociente del EENS con la potencia instalada en MT

- NIEPI

Se obtiene de forma indirecta mediante el cociente del TIEPI y del LOLD.





## E. Cálculo de caída de tensión en la catenaria en casos generales

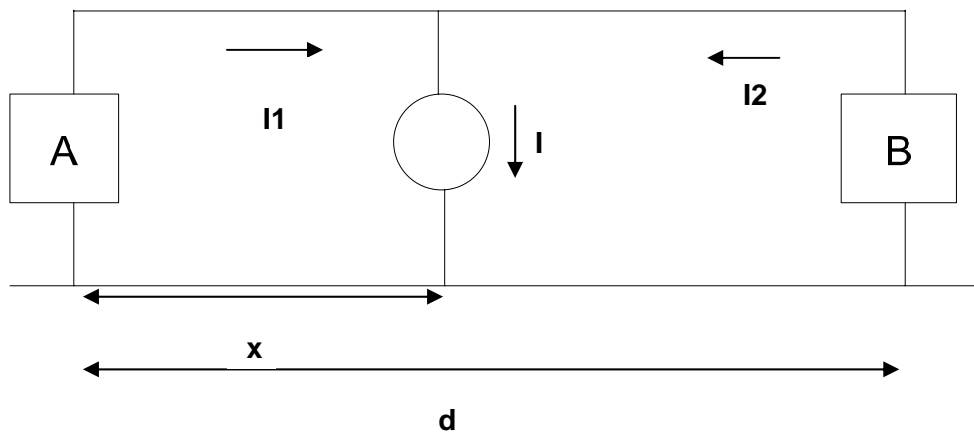
Un parámetro importante para el dimensionado de la electrificación de sistemas ferroviarios es la caída de tensión en las catenarias.

Para simplificar los cálculos, la resistencia kilométrica  $\rho$  ( $\Omega/\text{km}$ ) comprende la resistencia de la catenaria y la resistencia del carril. Así,  $\rho$  es función de la sección y de la composición de la catenaria, y del tipo de carril.

Las siguientes hipótesis son necesarias:

- La tensión  $U$  a la salida de las subestaciones es independiente de la carga, y la misma para 2 subestaciones consecutivas
- La intensidad  $I$  absorbida por un tren es constante al largo del trazado.

La configuración que puede ser teniendo en cuenta es la siguiente:



Esquema explicativo E.1

Es decir un tren sobre un tramo alimentado por 2 subestaciones:

Si  $d$  es la longitud del tramo,  $x$  el abscisa el tren a partir de la subestación,  $\rho$  la resistencia kilométrica del circuito de tracción, la caída de tensión es:

$$\Delta U = \rho x I \quad (\text{Eq. E.1})$$

Además, podemos escribir,

$$\Delta U = \rho x I_1 = \rho (d - x) I_2 \quad (\text{Eq. E.2})$$



Y con,

$$I1 + I2 = I \quad (\text{Eq. E.3})$$

Así,

$$\Delta U = \rho \frac{x(d-x)}{d} I \quad (\text{Eq. E.4})$$

La curva de U es una parábola. La caída de tensión máxima se produce al medio del intervalo y vale:

$$\Delta U_{\max} = \frac{\rho d I}{4} \quad (\text{Eq. E.5})$$

La caída de tensión media es la siguiente:

$$\Delta U_{\text{moy}} = \frac{\rho d I}{6} = \frac{2}{3} \Delta U_{\max} \quad (\text{Eq. E.6})$$



## F. Noción de distancia económica

La pregunta lógica que surge después la realización del estudio de la fiabilidad es la siguiente:

**¿Hay que aumentar la distancia entre subestaciones y añadir cables de feeder de acompañamiento a la línea de contacto o al contrario acercar las subestaciones al fin de reducir y porque no eliminar dichos feeders?**

Es el coste que permite de determinar la distancia óptima.

Este coste es la suma de dos términos:

El coste unitario de las subestaciones que disminuye cuando la distancia entre subestaciones crece. Este descenso es hiperbólico si el precio de las subestaciones es independiente de su distancia de separación.

El coste kilométrico de la catenaria cuya sección equivalente de cobre debe crecer cuando la distancia entre subestaciones sube (a partir de una determinada distancia que corresponde a la dicha catenaria sin feeder).

Para una fiabilidad dada, el precio unitario total (km), que es la suma de dos términos cuyo uno disminuye y el otro crece, pasa así por un mínimo para un determinado valor de la variable “distancia entre subestaciones”. Este mínimo es la **distancia económica**. Hay que acercarnos el máximo posible a este valor, sabiendo que el coste varía poco al lado del mínimo.

Es posible tomar la fiabilidad como variable también. En ese caso, el coste de las instalaciones crecería con el nivel de fiabilidad. Pero en contrapartida, las pérdidas en línea, que siguen las caídas de tensión medias, disminuirían. Entonces, es el precio global, y también la capitalización de las pérdidas anuales que hay que hacer mínimo y que permitirá elegir los equipamientos realmente económicos. Para líneas con mucho tráfico, esta consideración es la causa de pequeñas distancias entre subestaciones.

En corriente continua 1500V, la distancia adecuada entre subestaciones varia de 8 a 25 km (generalmente de 17 a 20). La sección de la catenaria (sección equivalente de la catenaria) es de 400 a 480 mm<sup>2</sup> por la dicha catenaria. Es posible de añadir feeders que hacen crecer la sección total hasta 800 mm<sup>2</sup>.

En 3000V, las distancias varían de 25 a 60 km (generalmente de 35 a 40 km). La sección es



de 300 a 400 mm<sup>2</sup> y la adición de feeders es excepcional.

***Conclusión:***

Este tipo de noción es más adoptado en los casos de ferrocarril o trenes de alta velocidad por los cuales las líneas que hay que electrificar son muy largas, los requerimientos energéticos unitarios de los convoyes elevado pero la frecuencia de los trenes bastante baja y, al ser instalaciones en campo abierto, hay espacio cerca la línea para construir las subestaciones. En los casos de tranvía o metro, las líneas a electrificar son bastante cortas, la frecuencia de los trenes alta y como son transportes urbanos, no hay espacio para construir las subestaciones (que en muchos casos deben así estar subterráneos).

Así, se podría hacer un estudio de este tipo para transportes urbanos pero el modelo a estudiar debería tener en cuenta muchas variables y de difícil relación entre ellas, siendo y así difícil a programar. Debido al uso de una herramienta de simulación eléctrica ferroviaria potente, como STELec, junto con todo un seguido de hipótesis que se realizan y detallan a lo largo del proyecto, permite llegar a un serie conclusiones preliminares interesantes y optimizadas, base para futuros trabajos e implementación en detalle.



## **G. Esquema unifilar de una subestación**

Esto es un documento que completa el esquema explicativo (2.11) de la memoria. Se trata del mismo tipo de plano unificar, hecho en SENER.



